

Моделирование технологической схемы установки первичной подготовки нефти

И.С. Басюрина

Научный руководитель – к.т.н., доцент Е.А. Кузьменко

Томский политехнический университет

634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, ira29_92@mail.ru

Установки подготовки нефти УПН (установка подготовки нефти) предназначены для предварительного разделения добываемой продукции нефтяных скважин на нефть, газ и пластовую воду с последующей очисткой, замером, откачкой продукции по трубопроводу, а также для окончательной подготовки нефти до товарного качества.

Разработка технологической схемы, подбор технологического оборудования и изготовление УПН выполняется в зависимости от физико-химических свойств поступающей на УПН газожидкостной смеси и требований к качеству подготовки, требуемой производительности установки, условий эксплуатации и индивидуальных требований Заказчика.

В результате предварительной оценки описанных выше показателей, моделировалась оптимальная технологическая схема установки предварительной подготовки нефти для разрабатываемого месторождения.

Проектируемая УПН является весьма масштабным объектом, включающим две параллельно работающие технологические линии подготовки нефти. Для удобства, данная схема была разбита на отдельные блоки аппаратов (табл. 1). На первой технологической площадке предложено разместить входные и нефтегазовые сепараторы, газовые сепараторы. На второй площадке размещаются трехфазные сепараторы со сбросом воды и отстойники нефти для глубокого обезвоживания продукции до товарной кондиции, газовые сепараторы, а также концевые сепарационные установки. Ещё одним блоком является площадка подогревателей нефти, для улучшения процесса разделения. Также предусмотрен блок технологических резервуаров (для товарной продукции и на случай вывода в ремонт) для отстаивания нефти и доведения её до товарной кондиции. В этом же блоке располагается система измерения количества нефти, для контроля обводненности. На этой же площадке размещен резервуар для сбора очистной воды, часть которой приходит со второй технологической площадки после сепарации и часть из технологических резервуаров. Следующий блок включает в себя компрессорную станцию низкого давления и установку улавливания легких фракций, в которые газ поступает после сепарации и из технологических и

Таблица 1. Структура технологической схемы УПН

Наименование блока	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования
Площадка 1	ВС (входные нефтегазовые сепараторы)	2
	ГС (газовые сепараторы)	2
Площадка 2	ТФС (трехфазные сепараторы)	2
	ОН (отстойники нефти)	2
	КСУ (концевые сепарационные установки)	2
Блок подогревателей нефти 1,2	П (подогреватель)	4
Резервуарный парк	РВС-1(резервуар технологический)	1
	РВС-2 (резервуар товарный резервный)	1
	РВС-3...7 (резервуар товарный)	5
	РВС-8 (резервуар воды)	1
	СИКН (система измерений количества нефти)	2
Блок приема газа	КСНД (компрессорная станция низкого давления)	1
	УУЛФ (установка улавливания легких фракции)	1

товарных резервуаров.

Для всего емкостного оборудования предусмотрена возможность опорожнения с направлением жидкости в емкости.

Для сбора дренажной жидкости используется шесть подземных дренажных ёмкостей.

Для создания принципиальной технологической схемы и функциональной схемы автоматизации данной УПН использовались PID-технологии, которые позволяют организовать на каждом рабочем месте проектировщика ту конфигурацию системы, которая необходима лично ему для выполнения работ, имеют базу данных по оборудованию, трубопроводам, арматуре, позволяют установить связи между элементами оборудования, дают возможность построения трехмерной модели объекта.

Модель технологической схемы УПН будет использоваться для проектирования реального технологического объекта, расположенного на территории Западной Сибири.

Определение группового состава нефти с использованием тонкослойной хроматографии и пламенно-ионизационного детектора

Е.С. Бахтина

Научные руководители – д.г.-м.н., профессор И.В. Гончаров;
к.т.н., доцент О.Е. Мойзес

Институт химии нефти

*Сибирского отделения Российской академии наук
634021, Россия, г. Томск, пр. Академический, 4*

Для определения группового состава нефти применяется большое число методов, используя которые получают различные результаты по числу групп, их содержанию и структуре (спектроскопия, ЯМР, люминесцентный анализ, ТСХ, адсорбционно-жидкостная хроматография). Все эти методики длительны, трудоемки и многостадийны, поэтому в настоящее время идут поиски экспрессного метода определения группового состава нефтей.

За рубежом распространение получил метод тонкослойной хроматографии, реализуемый на приборе Iatroscan в соответствии с международным стандартом IP 469/01 (2006). Стандарт выделяет 4 типа соединений, а именно насыщенные, ароматические, полярные (I) и полярные (II) соединения и определяет их количество. Метод основан на разделении смеси определенных компонентов методом тонкослойной хроматографии (ТСХ) на кварцевых стержнях с нанесенным силикагелем. Для разделения групп соединений применяются растворители гептан, смесь толуол: гептан (80 : 20), смесь дихлорметан: метанол (95 : 5). Дальнейшее детектирование групп углеводородов осуществляется пламенно-ионизационным детектором. Данный метод применим для тяжелых нефтепродуктов (вакуумные газойли, базовые компоненты, смазочные масла и т.п.) [1].

Целью данной работы является оценка возможности определения группового состава сырых нефтей с использованием кварцевых стержней Chromarode-SIII с нанесенным силикагелем. Детектирование групп осуществляли на приборе «Iatroscan MK-6S» с пламенно-ионизационным детектором (ПИД).